УДК 622.279.5
DOI: 10.31471/1993-9973-2018-4(69)-23-36

ПІДВИЩЕННЯ КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

О.Р. Кондрат, Д.О. Шишкіна

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Досліджено ефективність дорозробки газоконденсатних родовищ на завершальній стадії розробки. Проаналізовано особливості вилучення сконденсованих вуглеводнів за низьких пластових тисків та розглянуто ефективність методів підвищення конденсатовилучення з виснажених газоконденсатних родовищ.

Розроблено теоретичну модель простого за будовою виснаженого газоконденсатного родовища з однорідними фільтраційно-ємнісними властивостями. За допомогою гідродинамічного симулятора Eclipse 300 досліджено процеси підвищення газоконденсатовилучення з виснажених газоконденсатних родовищ нагнітанням в пласт сухого вуглеводневого газу, азоту, вуглекислого газу, облямівки пропан-бутанової фракції з переміщенням її по пласту азотом та шляхом заводнення. Визначено ефективність газоконденсатовилучення для різних випадків розміщення нагнітальних свердловин, а також вплив на процес розробки газоконденсатного родовища наявності активних пластових вод.

За результатами проведених досліджень встановлено, що за наявності активного контуру пластових вод, найбільш ефективним є розміщення нагнітальних свердловин в приконтурній зоні родовища.

Загалом впровадження методів підвищення конденсатовилучення на газоконденсатних родовищах з великим вмістом конденсату необхідно проводити від початку його розробки, щоб запобігти втраті вуглеводнів у результаті ретроградної конденсації. На виснажених газоконденсатних родовищах ефект від впровадження методів підвищення конденсатовилучення порівняно незначний.

Встановлено, що найкращим витіснювальним агентом є вуглекислий газ. Його рекомендується нагнітати в приконтурну частину родовища. За відсутності активного водоносного горизонту його застосування буде ще ефективнішим.

Ключові слова: розробка газоконденсатних родовищ, гідродинамічна модель, композиційна модель, конденсатовилучення.

Исследована эффективность доразработки газоконденсатных месторождений на завершающей стадии разработки. Проанализированы особенности извлечения сконденсировавшихся углеводородов при низких пластовых давлениях и рассмотрена эффективность методов повышения конденсатоизвлечения из истощенных газоконденсатных месторождений.

Разработана теоретическая модель простого по строению истощенного газоконденсатного месторождения с однородными фильтрационно-емкостными свойствами. С помощью гидродинамического симулятора Eclipse 300 исследованы процессы повышения газоконденсатоизвлечения из истощенных газоконденсатных месторождений при закачке в пласт сухого углеводородного газа, азота, углекислого газа, каймы пропан-бутановой фракции с перемещением ее по пласту азотом и путем заводнения. Установлена эффективность газоконденсатоизвлечения при различном размещении нагнетательных скважин, а также влияние на процесс разработки газоконденсатного месторождения наличия активных пластовых вод.

По результатам проведенных исследований установлено, что при наличии активного контура пластовых вод наиболее эффективным является размещение нагнетательных скважин в приконтурной зоне месторождения.

Внедрение методов повышения конденсатоизвлечения на газоконденсатных месторождениях с большим содержанием конденсата необходимо проводить от начала разработки месторождения с целью предотвращения потерь углеводородов в результате ретроградной конденсации. На истощенных газоконденсатных месторождениях эффект от внедрения методов повышения конденсатоизвлечения сравнительно небольшой.

Установлено, что лучшим вытеснительном агентом является углекислый газ. Его рекомендуется нагнетать в приконтурную часть месторождения. При отсутствии активного водоносного горизонта его применение будет еще более эффективным.

Ключевые слова: разработка газоконденсатных месторождений, гидродинамическая модель, композиционная модель, конденсатоизвлечение.

The efficiency of gas condensate fields additional development at the final stage was investigated. The feature of condensed hydrocarbon production at low reservoir pressures is analyzed and the effectiveness of methods for

The theoretical model of the simplified depleted gas condensate field with homogeneous volume and reservoir properties is developed. The study involves processes of the gas condensate recovery from depleted gas condensate fields enhancement through the injection of dry hydrocarbon gas, nitrogen, carbon dioxide gas into a bed, fringe of the propane-butane fraction with its transfer along the bed through nitrogen and by flooding are investigated using the hydrodynamic simulator Eclipse 300. The effectiveness of various placements of injection wells and the active reservoir water effect on the gas condensate field exploitation are outlined.

The research proved that the placement of injection wells in the contour zone is the most effective when reservoir water active contour is available.

In general, the introduction of methods for condensate recovery enhancement in gas condensate fields with high level of condensate should be carried out from the beginning of the field exploitation to prevent the loss of hydrocarbons because of retrograde condensation. The effect of introducing methods for the condensate recovery enhancement is relatively inconsiderable in the depleted gas condensate fields.

Carbon dioxide turned out to be displacing agent. Its injection in the contour part of the field is recommended, in particular, this value will be even higher if the active water bed is not available.

Keywords: development of gas condensate fields, hydrodynamic model, compositional model, condensate recovery.

Постановка проблеми дослідження

Значна кількість родовищ природних вуглеводнів України на сьогоднішній день увійшла в період спадного видобутку і розробляється в режимі виснаження пластової енергії. Однак, у виснажених газових і газоконденсатних родовищах ще знаходяться значні залишкові запаси вуглеводнів – як природного газу, так і вуглеводневого конденсату. Середній кінцевий коефіцієнт газовилучення газоконденсатних родовищ в умовах газового режиму розробки становить 85-90 %, а в умовах водонапірного режиму – 70-85 %. Кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення газоконденсатних родовищ, що розробляються в режимі виснаження пластової енергії, досягає низьких значень (15-40 %) і залежить від вмісту стабільного конденсату в продукції.

Більшість особливостей та ускладнень, що виникають у процесі розробки газових і газоконденсатних родовищ на завершальній стадії, зумовлені двома чинниками - обводненням пластів і ретроградною конденсацією.

До залишкових і не залучених в розробку запасів вуглеводнів у газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах відносяться:

- газ і конденсат у газовій фазі, що залишилися в газонасиченій частині родовищ і в зонах пласта, які не були охоплені розробкою або недостатньо дренувалися;
- защемлений газ і конденсат в обводнених зонах родовищ;
- вуглеводневий конденсат, що випав з газу у пласті під час розробки газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищ в режимі виснаження пластової енергії [1-5].

Виходячи із умов гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні залучення в розробку залишкових запасів газу і вуглеводневого конденсату виснажених газоконденсатних родовищ має першочергове державне значення.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Можливими напрямками видобування конденсату, що випав з газу у пласті, є переведення його в газову фазу з подальшим видобуванням разом з газом, витіснення з пористого середовища різними робочими агентами та поєднанням цих процесів [8, 13, 15, 22].

Перевести конденсат в газову фазу можна шляхом нагнітання в пласт газу високого тиску, застосуванням термічних методів (нагнітання теплоносіїв, підвищення температури за рахунок спалювання частини конденсату у пласті), а також поєднання теплового та гідродинамічного діянь на газоконденсатні пласти [8, 15, 23]. Реалізація газових методів підвищення конденсатовилучення пов’язана з нагнітанням у пласт великих об’ємів газу при високих пластових тисках, що нереально в умовах гострого дефіциту газу в Україні. Іншим напрямком переведення конденсату в газову фазу є застосування незрівноваженого сухого газу низького тиску [7, 9, 20].

Тиск переведення конденсату в газову фазу та об′єм газу, необхідний для нагнітання у пласт, можна зменшити збагаченням сухого газу пропан-бутановою фракцією чи проміжними вуглеводнями. Як проміжні можна використовувати широку фракцію легких вуглеводнів та інші суміші, які характеризуються підвищеним вмістом етану, пропану і бутану [6, 18, 21].

З метою здешевлення процесу видобування залишкового конденсату рекомендовано використовувати як носії

(розчинники) пропан-бутанової фракції і проміжних вуглеводнів невуглеводневі гази, зокрема азот, димові гази і викидні гази двигунів внутрішнього згоряння і газотурбінних двигунів [8, 14, 16, 17].

Для витіснення конденсату з пористого середовища запропоновано використовувати воду, водні розчини поверхнево-активних речовин (ПАР) і полімерів, водогазові суміші, а також облямівки міцелярного розчину, діоксиду вуглецю, різних вуглеводневих розчинників, наприклад, скраплених газів, широкої фракції легких вуглеводнів, які переміщують пластом шляхом нагнітання газу чи води [10, 11, 12, 13, 15, 19].

Результати наведених досліджень свідчать про можливість вилучення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів нагнітанням рідких і газоподібних витіснювальних агентів. Проте через значні фінансові витрати і технологічні труднощі впровадження методів вилучення сконденсованих вуглеводнів є обмеженим. Тому дане питання є досить актуальним і потребує додаткового вивчення.

Мета дослідження

Для досліджень з підвищення вуглеводневилучення з виснаженого газоконденсатного покладу використовувалась модель простого за будовою теоретичного родовища та з однорідними фільтраційно-ємнісними властивостями (Модель А). Модель родовища була побудована за допомогою програмного комплексу Petrel (Schlumberger).

Досліджувана модель характеризується параметрами, які можна поділити на декілька груп:

дані про структуру модельованого об’єкту, що включають:

дані про контакти флюїдів (ГВК);

відомості про розподіл фільтраційно-ємнісних параметрів (коефіцієнтів пористості, проникності, піщаності);

інформацію про кількість геологічних шарів та інтервали перфорації;

дані про первинне насичення фазами, початковий пластовий тиск і тиск насичення продуктивних пластів;

результати аналізу компонентного і фракційного складу пластових флюїдів та порід пластів, фізико-хімічних властивостей флюїдів (PVT);

дослідження і визначення абсолютної проникності та відносної фазової проникності, кривих капілярного тиску, міжфазового натягу і дані про напружений стан пласта і пружно-ємнісні властивості;

промислові дані про стан фонду свердловин, дебіти і технологічні режими експлуатації;

гідрогеологічні дані про поклад.

Модель родовища складається з п’яти прошарків, товщина яких змінюється від 10,4 до 30,89 м. Продуктивний пласт знаходиться на глибині від 3257,08 до 4186,9 м.

У моделі А газоводяний контакт знаходиться на глибині 3360 м (рис. 1). Солоність пластової води - 30%.

Фільтраційно-ємнісні характеристики досліджуваної моделі наведені в таблиці 1.

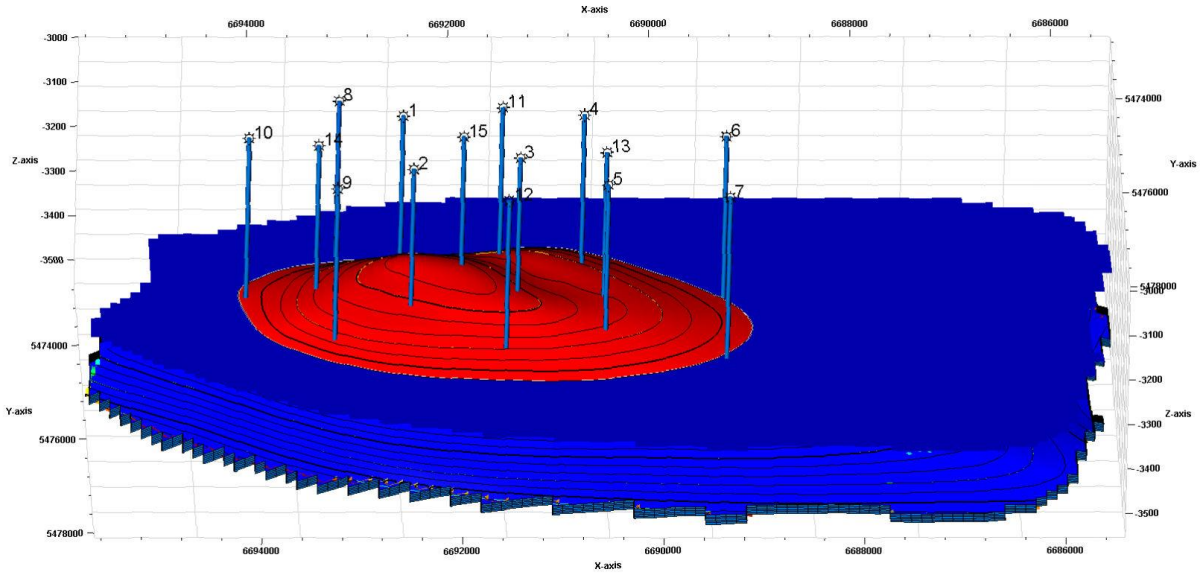

Рисунок 1 – Газоводяний контакт моделі А

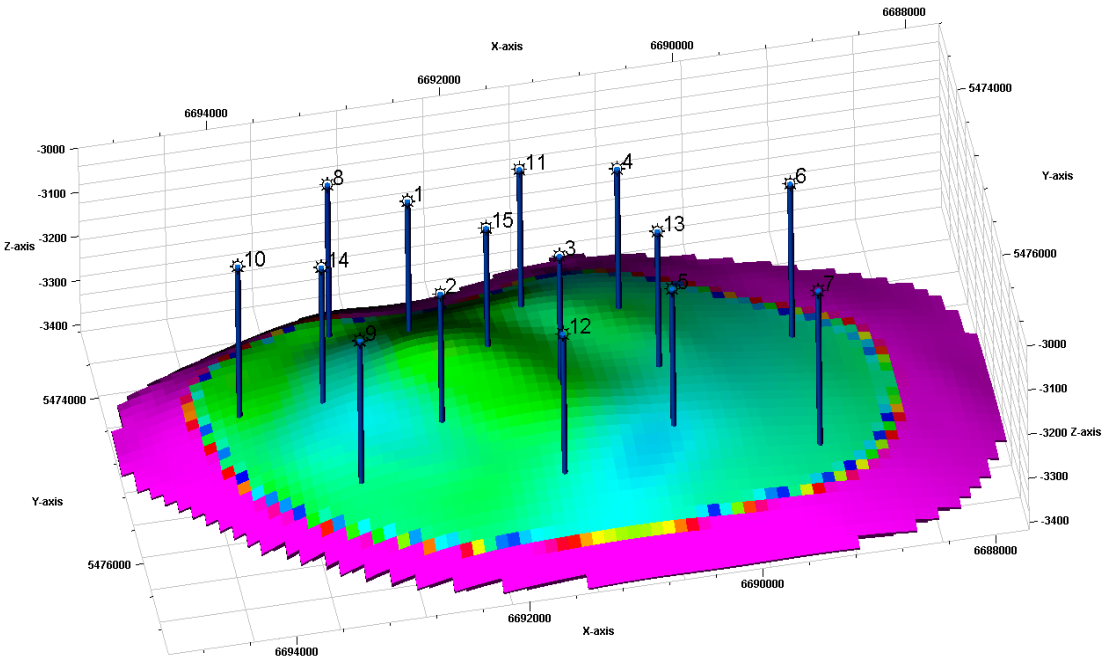

Рисунок 2 – Розподіл початкових запасів газу

Таблиця 1 – Фільтраційно-ємнісні параметри моделі А

Параметр	Значення
Пористість, %	15
Проникність по горизонталі, мД	0,4066-10,7042
Проникність по вертикалі, мД	0,0407-1,0704
Газонасиченість, %	92

Розробка досліджуваного пласта почалась у 2008 році. Початковий тиск моделі А – 42МПа, початкова температура – 83°С. Початкові запаси газу в пласті – 3264 млн.м^3, початкові запаси конденсату – 2,16 млн. м^3. Початковий вміст конденсату в газі – 384 г/м^3.

На рисунку 2 представлено розподіл початкових запасів газу в пласті. Зеленим кольором позначена газова фаза, синім – вода.

Для опису пластового флюїду було відібрано його пробу, фракційний склад якої представлений в таблиці 2.

Таблиця 2 – Фракційний склад пластового флюїду

№ з/п	Компонент	Компонентний склад, %	Мольна вага, моль
1	CO_2	1,21	44,01
2	N_2	1,94	28,013
3	C_1	65,99	16,043
4	C_2	8,69	30,07
5	C_3	5,91	44,097
6	C_{4-6}	9,67	66,869
7	C_{7+1}	4,7448	107,76
8	C_{7+2}	1,5157	198,52
9	C_{7+3}	0,3295	335,11

На основі вибраної проби була проведена симуляція за допомогою програми PVTi (Schlumberger) і отримано фазову діаграму (рис. 3) і значення тиску початку конденсації, який становить 31,35 МПа за температури 83 °С, а також критичні параметри для кожного компоненту (табл. 3).

За результатами моделювання отримано графік відносних фазових проникностей для газу та рідини від газонасичення (рис. 4).

Фонд свердловин моделі А представлено 15 свердловинами. В період з 2008 до 2018 року всі свердловини були експлуатаційними. На початок 2018 року поклад знаходився на завершальній стадії розробки, а поточний пластовий тиск зменшився до 4 МПа. Коефіцієнт газовилучення складає 88%, а конденсатовилучення – 27% від початкових запасів.

Проведено дослідження різних методів впливу на пласт з метою збільшення кінцевого коефіцієнту конденсатовилучення.

Використано наступні методи:

нагнітання сухого газу в пласт об'ємом 100 тис.м^3/добу для кожної з нагнітальних свердловин;

нагнітання азоту об'ємом 200 тис.м^3/добу для кожної нагнітальної свердловини;

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

нагнітання вуглекислого газу об'ємом 120 тис.м^3/добу для кожної з нагнітальних свердловин. Нагнітання облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу. Нагнітання облямівки відбувалось протягом року з дебітом 10 тис. м^3/добу для кожної з нагнітальних свердловин;

нагнітання облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням азоту. Нагнітання облямівки проводили протягом року з дебітом 5 тис. м^3/добу для кожної нагнітальної свердловини;

заводнення з об'ємом запомпованої води – 10 тис м^3/добу.

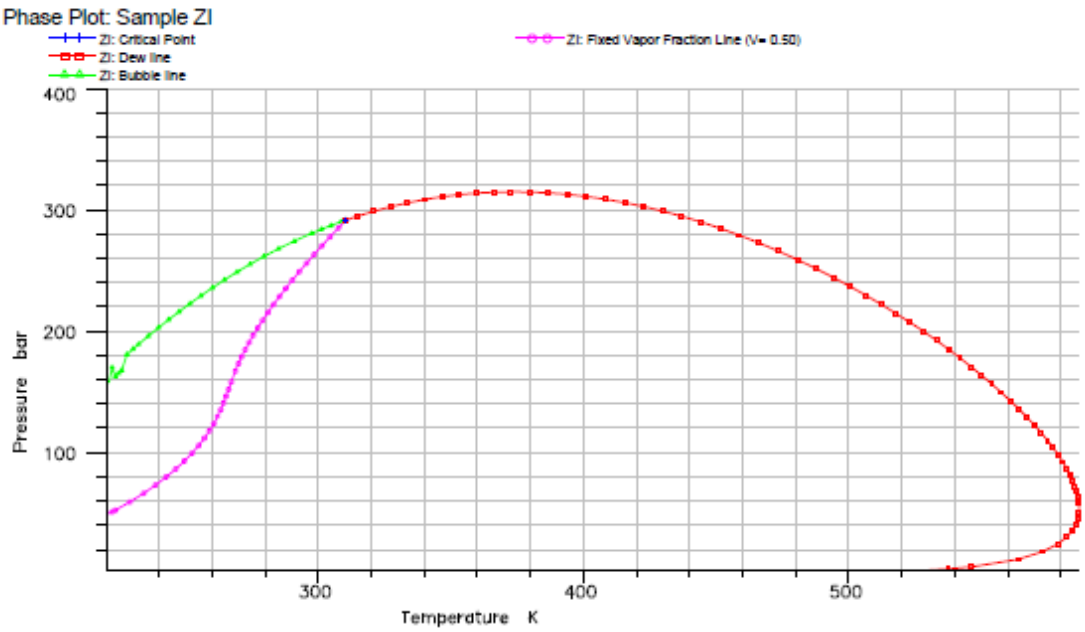

Рисунок 3 – Фазова діаграма пластового флюїду

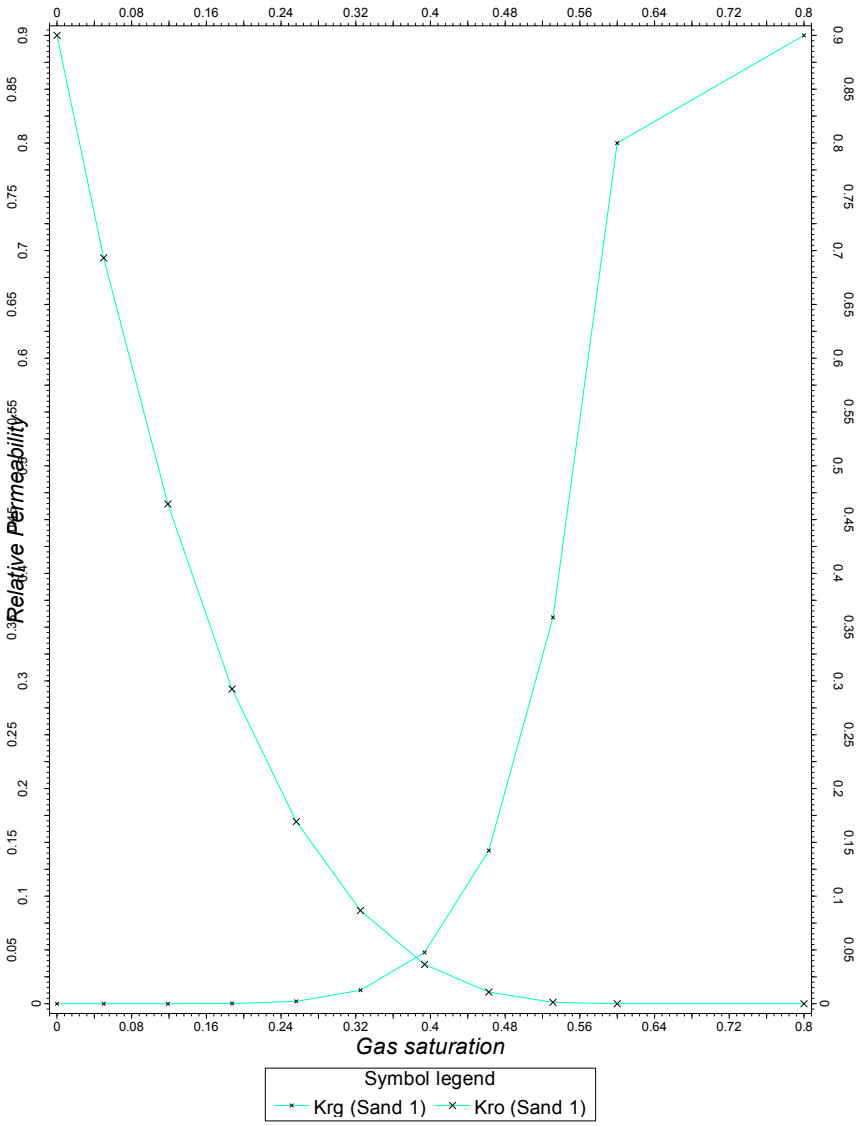

Рисунок 4 – Залежність відносних фазових проникностей від газонасичення

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Таблиця 3 – Критичні параметри для компонентів пластового флюїду

№ з/п	Компонент	Критичний тиск, МПа	Критична температура, К
1	CO_2	7,3866	304,7
2	N_2	3,3944	126,2
3	C_1	4,6042	190,6
4	C_2	4,839	305,43
5	C_3	4,2445	369,8
6	C_{4-6}	3,7526	452,08
7	C_{7+1}	3,4736	609,12
8	C_{7+2}	1,8167	713,64
9	C_{7+3}	1,0155	851,17

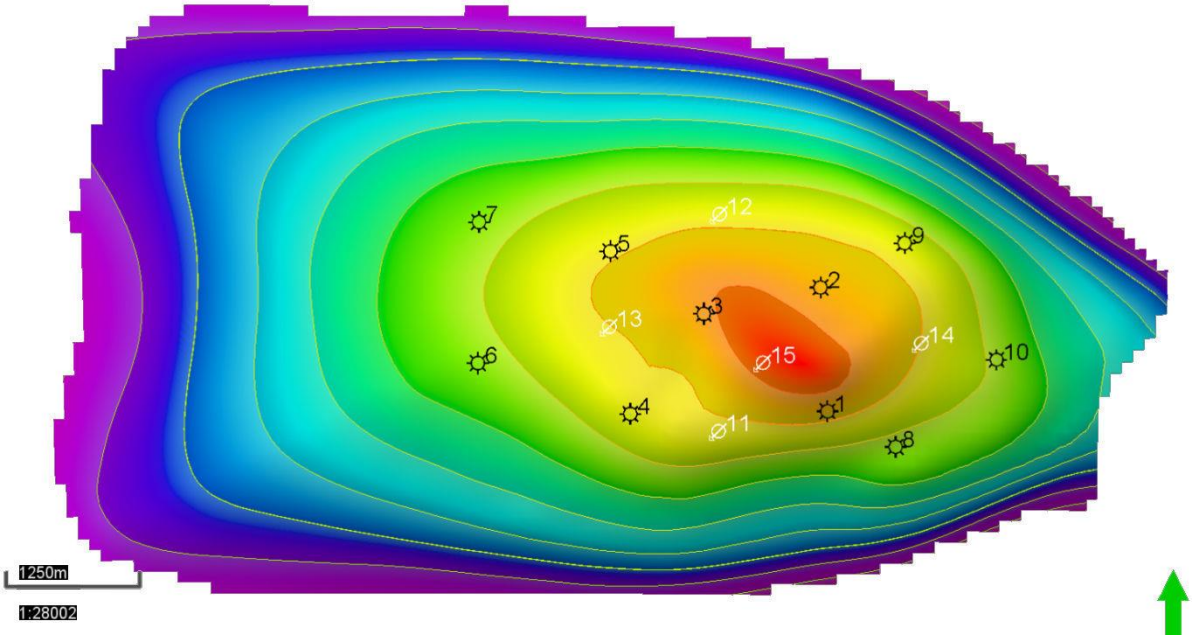

Рисунок 5 – Розташування нагнітальних свердловин в склепінній частині родовища

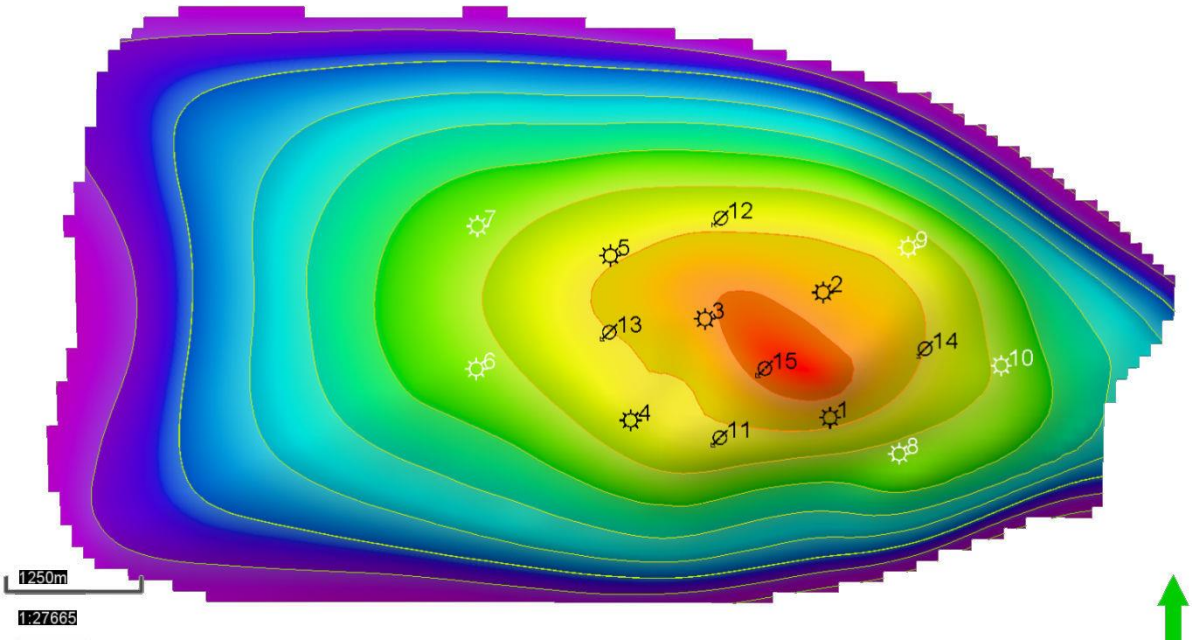

Рисунок 6 – Розташування нагнітальних свердловин біля приконтурної частини пласта

Таблиця 4 – Основні показники розробки моделі А на виснаження

№ з/п	Рік	Накопичений видобуток газу, млрд. ^{3}	Накопичений видобуток конденсату, млн. м^3	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси газу в пласті, млрд. м^3	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м^3	Коефіцієнт газовилученя, %	Коефіцієнт конденсатовилученя, %
1	01.2008	0	0	41,8	0	3,267	2,15	0	0
2	01.2018	2,89	0,642	3,99	84,22	0,369	1,582	88,71	26,42
3	01.2028	3,072	0,655	2,26	97,51	0,179	1,564	94,52	27,26

Таблиця 5 – Порівняння результатів моделювання процесу розробки родовища на виснаження і з нагнітанням сухого вуглеводневого газу в пласт

Метод розробки родовища	Рік	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток газу, млрд. м^3	Накопичений видобуток конденсату, млн. м^3	Загальний об'єм нагнітання млрд. м^3	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м^3	Коефіцієнт конденсатовилученя, %
На виснаження	2023	-	3,031	0,651	-	2,63	94,7	1,573	27,18
Нагнітання сухого газу в пласт		1	3,552	0,655	0,913	7,48	90,2	1,35	37,5
		2	3,558	0,66	0,913	7,38	-	1,35	37,5
На виснаження	2028	-	3,072	0,655	-	2,26	97,5	1,564	27,6
Нагнітання сухого газу в пласт		1	4,45	0,672	1,83	8,07	90,9	1,24	42,6
		2	4,49	0,675	1,82	7,71	31,74	1,24	42,6

Під час дослідження було використано два варіанти розташування нагнітальних свердловин: перший – розташування свердловин в склепінній частині родовища (рис. 5); другий – розташування свердловин біля контуру газоносності (рис. 6). Чорним кольором позначені експлуатаційні свердловини, білим – нагнітальні свердловини.

Результати дослідження

В проведених дослідження змодельовано розробку моделі А без впровадження активної дії на пласт в період з 2008 по 2028 рік. В таблиці 4 зведено основні показники розробки на виснаження (на ключові дати). При розробці на виснаження кінцевий коефіцієнт газовилучення – 94,52%, конденсатовилучення – 27,26%.

Відтак дослідження проводили з метою встановлення ефективності використання сухого вуглеводневого газу. Як вже було зазначено, нагнітання сухого вуглеводневого газу в пласт на завершальній стадії розробки родовища неможливе без зовнішніх джерел газу. Цей метод слід використовувати тільки якщо в пласті залишилися значні запаси сконденсованих вуглеводнів. Лише в такому випадку інвестиції можуть бути виправдані.

За результатами моделювання процесу розробки з нагнітанням сухого вуглеводневого газу на прикладі моделі А отримано результати, представлені в таблиці 5 і на рисунку 7.

Як можна визначити за результатами моделювання, нагнітання сухого газу в пласт збільшує коефіцієнт конденсатовилучення на 15%. При цьому розміщення нагнітальних свердловин жодним чином не впливає на кінцевий коефіцієнт газовилучення. При розміщення нагнітальних свердловин біля початкового газоводяного контакту кінцевий

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

пластовий тиск менший від пластового тиску у випадку розміщення свердловин в склепінній частині покладу, що пояснюється перетіканням закачуваного газу в законтурну частину родовища і його втратою.

Також при варіанті розміщення свердловин біля початкового газоводяного контакту різко зменшується обводненість свердловин. Це можна пояснити тим, що при попередній розробці на виснаження найбільш обводненими свердловинами були свердловини 6, 7, 8, 10, які в даному варіанті розміщення свердловин стають нагнітальними.

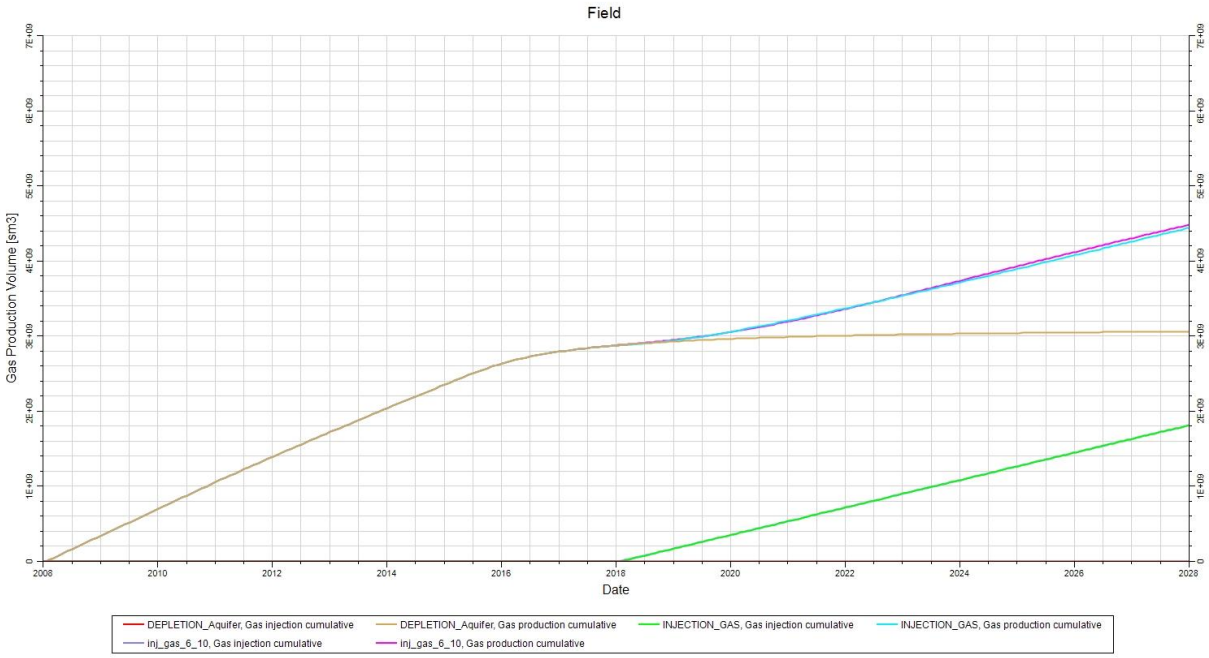

Рисунок 7 – Залежність накопиченого видобуток газу від загальної кількості газу, що нагнітається в пласт (лінія зеленого кольору), при розробці на виснаження (лінія коричневого кольору) та з нагнітанням азоту в пласт для випадку розміщення нагнітальних свердловин (біля початкового газоводяного контакту – лінія блакитного кольору, у склепінній частині покладу – лінія фіолетового кольору)

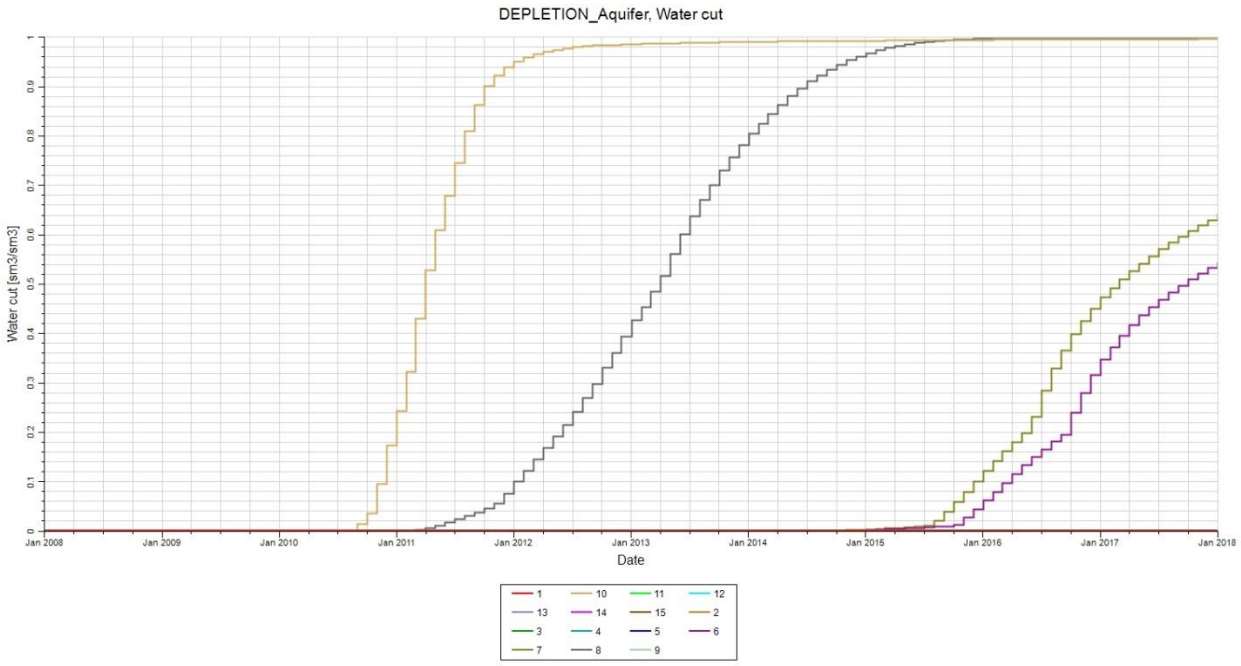

Рисунок 8 – Графік обводненості свердловин в період розробки родовища на виснаження 2008-2018 роки

Ще одним витіснювальним агентом, який є досить ефективним при вилученні сконденсованих вуглеводнів, є азот. При виборі об'єму азоту для нагнітання в пласт необхідно керуватися такими параметрами, як кількість азоту, яку можна отримати з використовуваного обладнання (азотні установки).

В таблиці 7 і на рисунку 9 представлено результати порівняння показників розробки

Таблиця 7 – Порівняння результатів моделювання процесу розробки родовища на виснаження і з нагнітанням азоту в пласт

Метод розробки родовища	Рік	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток газу, млрд. м^3	Накопичений видобуток конденсату, млн. м^3	Загальний об'єм нагнітання, млрд. м^3	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м^3	Коефіцієнт конденсатовилученя, %
На виснаження	2023	-	3,031	0,651	-	2,63	94,7	1,573	27,18
Нагнітання азоту в пласт		1	3,433	0,646	1,09	12,9	98,9	1,34	37,96
		2	3,633	0,651	1,09	10,24	-	1,34	37,96
На виснаження	2028	-	3,072	0,655	-	2,26	97,5	1,564	27,6
Нагнітання азоту в пласт		1	4,12	0,649	2,19	19,68	97,8	1,24	42,59
		2	4,49	0,675	2,19	10,89	89,3	1,237	42,73

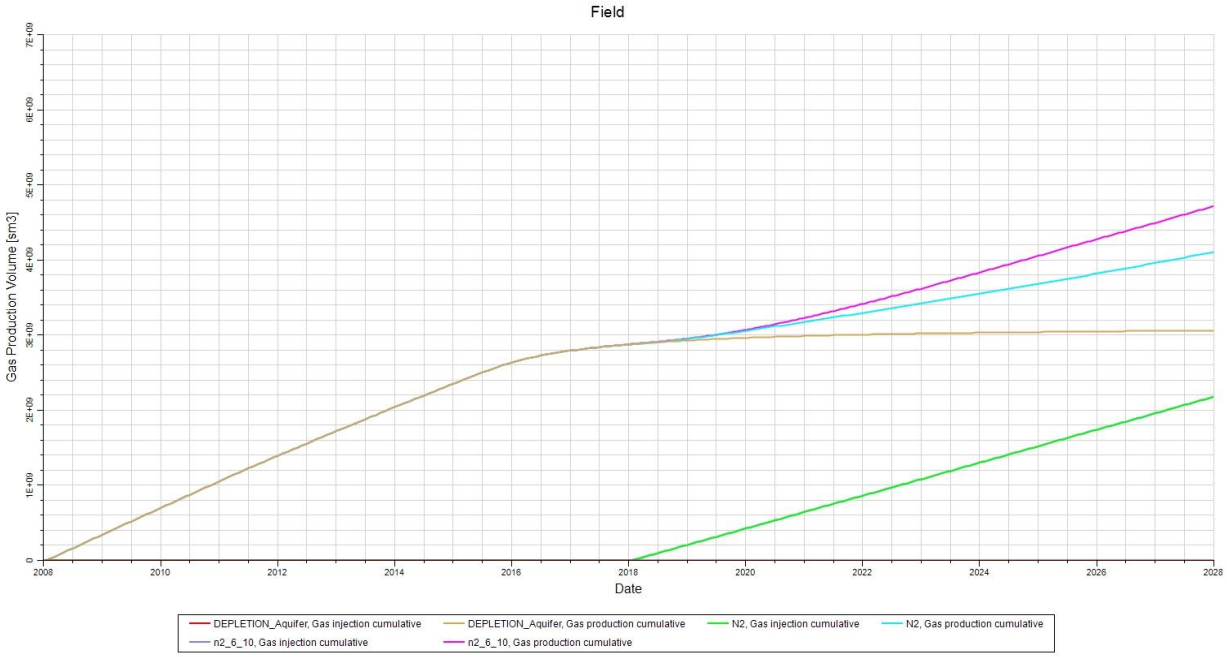

Рисунок 9 – Залежність зміни пластового тиску при розробці родовища на виснаження (лінія червоного кольору) та з нагнітанням азоту в пласт у випадку розміщення нагнітальних свердловин (біля початкового газоводяного контакту – лінія коричневого кольору, у склепінній частині покладу – лінія зеленого кольору)

приймальність свердловини, пропускна здатність наземного і підземного обладнання (шлейфів, насосно-компресорних труб) та родовища при розробці на виснаження і з нагнітанням азоту в пласт.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

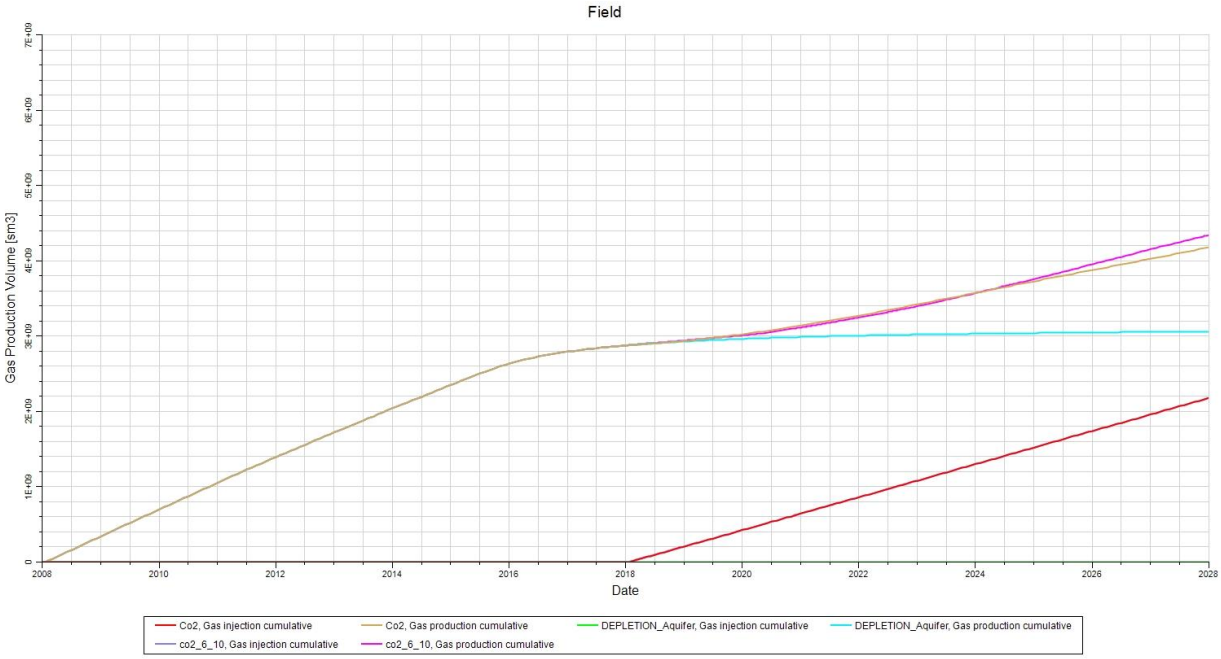

Рисунок 10 – Залежність накопиченого видобуток газу і накопиченої кількості газу, що нагнітався в пласт (лінія зеленого кольору), при розробці на виснаження (лінія блакитного кольору) та з нагнітанням вуглекислого газу у випадку розміщення нагнітальних свердловин (біля початкового газоводяного контакту – лінія коричневого кольору, у склепінній частині покладу – лінія фіолетового кольору)

Таблиця 8 – Порівняння результатів моделювання процесу розробки родовища на виснаження і з нагнітанням вуглекислого газу в пласт

Метод розробки родовища	Рік	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток газу, млрд. м^3	Накопичений видобуток конденсату, млн. м^3	Загальний об'єм нагнітання, млрд. м^3	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м^3	Коефіцієнт конденсатовилученя, %
На виснаження	2023	-	3,031	0,651	-	2,63	94,7	1,573	27,18
Нагнітання вуглекислого газу в пласт		1	3,433	0,653	1,09	8,24	90,2	1,33	38,43
		2	3,41	0,664	1,1	8,1	-	1,32	38,89
На виснаження	2028	-	3,072	0,655	-	2,26	97,5	1,564	27,6
Нагнітання вуглекислого газу в пласт		1	4,12	0,649	2,19	19,68	97,8	1,24	42,59
		2	4,353	0,681	2,19	9,45	24,5	1,21	43,98

За результатами використання азоту можна зазначити, що при незначних відмінностях у накопичені видобутки стабільного конденсату під час розробки на виснаження і з нагнітанням азоту значно зменшується кількість фракцій С5+ в пласті, що можна побачити на графіку. Це пояснюється тим, що зі збільшенням тиску в пласті відбувається випаровування рідких сконденсованих вуглеводнів. Однак попри більшу кількість закачаного в пласт газу при застосуванні азоту, у порівнянні з випадком закачування сухого газу, ефект виявився ненабагато більшим (при розташуванні нагнітальних свердловин на газоводяному контакті) або навіть меншим (при розташуванні нагнітальних свердловин в склепінній частині

родовища). Даний факт можна пояснити тим, що азот збільшує тиск початку конденсації, а отже, і в зворотному процесі відіграє негативну роль.

Ще одним вистінювальним агентом є вуглекислий газ. Враховуючи, що вуглекислий газ є одним з парникових газів, останнім часом гостро стоїть питання про його утилізацію. Використання CO_2 у виснажених газоконденсатних родовищах вирішує не тільки проблему збільшення видобутку конденсату, а й екологічну проблему. Головним недоліком даного методу є важкість відокремлення вуглекислого газу від вуглеводнів, проте його можна повторно закачувати в пласт з метою утилізації.

Порівняння результатів моделювання розробки моделі А наведено на рисунку 10 та в таблиці 8.

Таблиця 9 – Порівняння результатів моделювання процесу розробки родовища на виснаження і з нагнітанням облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу або азоту

Метод розробки родовища	Рік	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток газу, млрд. м^3	Накопичений видобуток конденсату, млн. м^3	Загальний об'єм нагнітання, млрд. м^3	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м^3	Коефіцієнт конденсатовилученя, %
На виснаження	2023	-	3,031	0,651	-	2,63	94,7	1,573	27,18
Нагнітання облямівки С3-4 з подальшим продавлюванням сухим газом в пласт		1	3,395	0,653	0,759	7,25	91	1,38	36,11
		2	3,388	0,659	0,749	7,31	10	1,38	36,11
Нагнітання облямівки С3-4 з подальшим продавлюванням азотом в пласт		1	3,366	0,648	0,749	8,77	98,8	1,39	35,65
		2	3,349	0,653	0,748	9,18	21,6	1,39	35,65
На виснаження	2028	-	3,072	0,655	-	2,26	97,5	1,564	27,6
Нагнітання облямівки С3-4 з подальшим продавлюванням сухим газом в пласт		1	4,28	0,67	1,66	8,03	91,2	1,26	41,67
		2	4,314	0,674	1,66	7,79	33,7	1,26	41,67
Нагнітання облямівки С3-4 з подальшим продавлюванням азотом в пласт		1	4,23	0,65	1,66	10,03	99,2	1,29	40,28
		2	4,23	0,656	1,66	10,21	82,3	1,28	40,74

За результатами моделювання застосування вуглекислого газу встановлено, що його застосування дає найкращі результати порівняно з попередніми методами. Під час досліджень було виявлено, за нагнітання CO_2 краще проводити в свердловини, розташовані неподалік газоводяного контакту.

Також в проведених дослідження встановлено ефективність нагнітання

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу або азоту. Необхідний об'єм облямівки пропан-бутанової фракції визначається, виходячи з порового об'єму пласта. Об'єм облямівки не має перевищувати 30% об'єму пор пласта. Поровий об'єм моделі А – 24 млн.м^3 , отже необхідний об'єм облямівки 7.2 млн.м^3, що, в свою чергу, приблизно
5 тис.м^3/добу для однієї нагнітальної свердловини. Цей метод за рахунок застосування пропан-бутанової фракції більш вартісний, ніж інші методи, і для того, щоб зменшити витрати на його застосування, можна використовувати

На дослідній моделі було проведено симуляцію, за результатами якої можна зробити висновок, що за наявності активного водоносного горизонту заводнення тільки пришвидшує обводнення свердловин. Отже, були отримані результати гірші, ніж при моделюванні розробки на виснаження.

Порівняння результатів моделювання розробки моделі А наведено в таблиці 10.

Висновки

Шляхом гідродинамічного моделювання процесів підвищення конденсатовилучення з виснажених газоконденсатних родовищ було

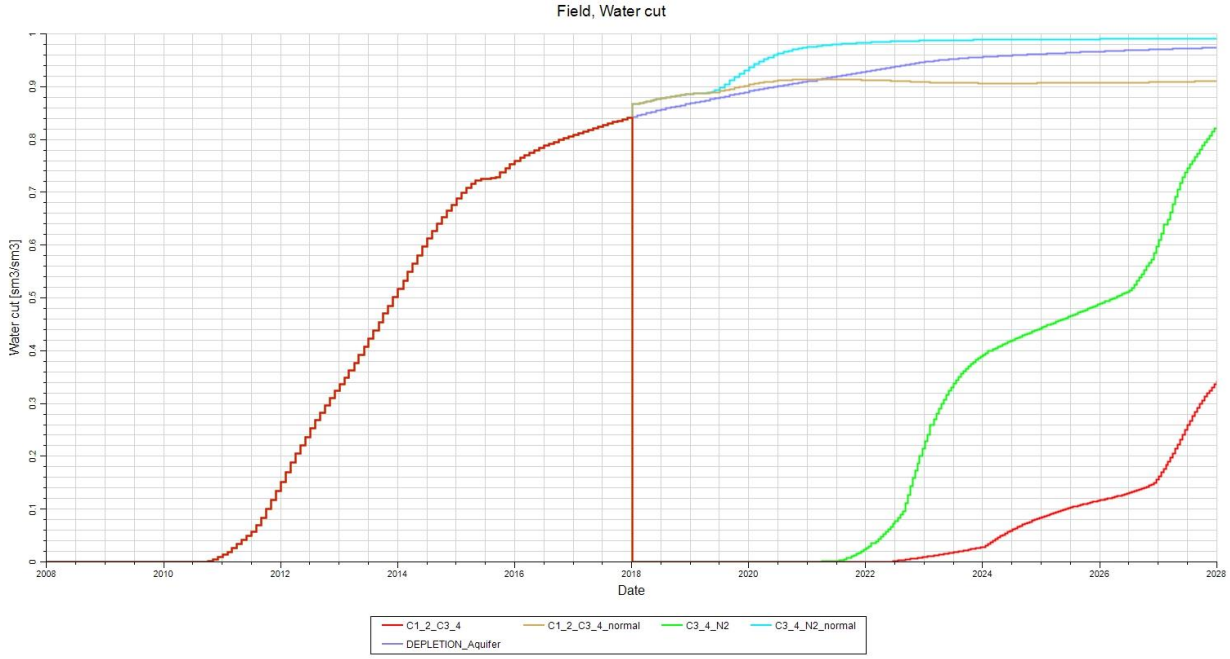

Рисунок 11 – Залежність загальної обводненості свердловин моделі А при розробці родовища на виснаження (лінія фіолетового кольору) та з нагнітанням облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу (біля початкового газоводяного контакту – лінія коричневого кольору, у склепінній частині покладу – лінія червоного кольору) або нагнітанням азоту (біля початкового газоводяного контакту – лінія блакитного кольору, у склепінній частині покладу – лінія зеленого кольору)

невуглеводневі гази (азот, вуглекислий газ або димові гази).

Порівняння результатів моделювання даних методів розробки моделі А наведено в таблиці 9 та на рисунку 11.

Як зазначалось раніше, заводнення – неефективний методів в умовах газоконденсатного родовища, оскільки призводить до защемлення газової фази. Але в умовах виснаженого родовища, коли в пласті лишились незначні запаси газу, цей метод можна порівнювати із заводненням нафтових родовищ.

проаналізовано проблематику розробки газоконденсатних родовищ на завершальній стадії. Розкрито питання вилучення сконденсованих вуглеводнів за низьких пластових тисків. Також проаналізовано існуючі технології підвищення конденсатовилучення.

Розроблено теоретичну модель виснаженого, простого за будовою газоконденсатного родовища з однорідними фільтраційно-ємнісними властивостями. На базі даної моделі проведено симуляції процесу дорозробки виснаженого газоконденсатного родовища та визначено найбільш ефективний

метод вилучення сконденсованих вуглеводнів із пласта. В узагальненій таблиці 11 представлено результати порівняння коефіцієнтів конденсатовилучення для кожного з методів.

Встановлено, що за наявності активного контуру води, найкращим буде розміщенням нагнітальних свердловин в приконтурній зоні, оскільки це зупинить просування води покладом.

Впровадження методів підвищення конденсатовилучення на газоконденсатних родовищах з великим вмістом конденсату необхідно проводити з початку експлуатації щоб запобігти втраті вуглеводнів у результаті ретроградної конденсації. На виснажених газоконденсатних родовищах ефект від впровадження методів збільшення видобутку конденсату не значний, отже фінансово виправданий тільки за умов значних залишкових запасів конденсату в пласті.

Найкращий за всіма показниками виявився метод нагнітання вуглекислого газу в приконтурну частину родовища. На підставі симуляції даного методу було отримано кінцевий коефіцієнт газовилучення 43.98%, причому за відсутності активного водоносного горизонту цей показник виявиться ще більшим.

За умови розвитку технологій відокремлення вуглеводнів від вуглекислого газу виснажені газоконденсатні родовища можна застосовувати для утилізації CO_2. Буде частково вирішена екологічна проблема, та додатково отриманий економічний ефект за рахунок вилучення сконденсованих вуглеводнів із пласта.

Таблиця 10 – Порівняння результатів моделювання процесу розробки родовища на виснаження і із застосуванням заводнення

Метод розробки родовища	Рік	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток газу, млрд. м^3	Накопичений видобуток конденсату, млн. м^3	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м^3	Коефіцієнт конденсатовилученя, %
На виснаження	2023	-	3,031	0,651	2,63	94,7	1,573	27,18
Заводнення		1	2,988	0,649	13,81	99,8	1,58	26,85
		2	3,03	0,654	9,504	0,9	1,57	27,31
На виснаження	2028	-	3,072	0,655	2,26	97,5	1,564	27,6
Заводнення		1	2,997	0,652	30,07	99,9	1,575	27,08
		2	3,043	0,656	24,25	99,9	1,56	27,78

Таблиця 11 – Порівняння коефіцієнтів конденсатовилучення для змодельованих методів

Метод розробки родовища	Коефіцієнт конденсатовилучення, %	
	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	
	1	2
На виснаження	27.6	
Нагнітання сухого вуглеводневого газу	42,6	42,6
Нагнітання азоту	42,59	42,73
Нагнітання вуглекислого газу	42,59	43,98
Нагнітання облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу	41,67	41,67
Нагнітання облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням азоту	40,28	40,74
Заводнення	27,08	27,78

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Література

1 Кондрат О. Р. Лабораторні дослідження підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ / О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 3(56). – С. 72-76.

2 Кондрат О.Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених газоконденсатних родовищ / О.Р. Кондрат // Геотехнічна механіка. — 2015. – Вип. 122. – С. 150-163.

3 Кондрат О.Р. Підвищення газовилучення з газових родовищ в умовах газового режиму розробки / О.Р. Кондрат // Науковий вісник ІФНТУНГ. –2015. – № 2(39). – С. 57-62.

4 Кондрат Р.М. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат // Нафтогазова галузь України. – 2017. – № 3. – С. 11-15.

5 Кондрат Р.М. Підвищення газовилучення з виснаженого покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Хайдарова, Р.С. Кликоцька // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2017. – № 2 (43). – С. 18-25.

6 Басниев К. С. Метод добычи выпавшего в пласте конденсата на поздней стадии разработки месторождений / К. С. Басниев, Г. М. Ливада, Н. М. Сошнин // Реф. сб.: сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭ-газпром, 1973. – № 12. – С. 13-20.

7 Гриценко А.И. Вуктыл на этапе освоения новой технологии повышения углеводородо-отдачи пласта / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, В. Г. Подюк [и др.] // Газовая промышленность. – 1993. – № 4. – С. 32-33.

8 Гуревич Г. Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов / Г. Р. Гуревич // Ежегодник: Итоги науки и техники, сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНИТИ, 1985. – Т. 16. – С. 132-184.

9 Гриценко А.И. Закачка сухого неравновесного газа на Вуктыльском НГКМ / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, В. А. Николаев [и др.] // Газовая промышленность. – 1996. – № 11-12. – С. 30-32.

10 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

11 Гриценко А.И. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатоотдачи / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Сарки-сов, О. В. Клапчук [и др.] // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М: ВНИИЭгазпром, 1980. – Вып. 6. – 39 с.

12 Гриценко А.И. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатоотдачи / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Сарки-сов, О. В. Клапчук [и др.] // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М: ВНИИЭгазпром, 1980. – Вып. 6. – 39 с.

13 Закиров С. Н. Повышение конденсатоотдачи пласта / С. Н. Закиров, Б. А. Алиев // Обз. инф.: сер. Разраб. и експл. газ. и газоконденс. месторожд. – М.: ВНИИЭгазпром, 1985. – Вып.4. – 46 с.

14 Мартынов М.А. Извлечение выпавшего конденсата на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения / М. А. Мартынова, Г. С. Степанова, О. Б. Качалов [и др.] // Газовая промышленность. – 1976. – № 6. – С. 31-33.

15 Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов / Р. М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.

16 Николаев В. А. Результаты изучения на модели углеводородоотдачи газоконденсатного пласта при нагнетании азотосодержащего газа / В. А. Николаев // Сб.: Теория и практика разраб. газоконденсатных месторожд. с низкопрониц. коллекторами. – М.: ВНИИгаз, 1987. – С. 137-141.

17 Вахитов Р. Г. Разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений способом закачки в пласт двуокиси углерода / Р. Г. Вахитов, И. Ф. Поповина, М. Д. Розенберг [и др.] // Сб:. Разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИгаз, 1980. – Т. 71. – С. 15-21.

18 Тер-Саркисов Р. М. Исследование влияния состава нагнетаемого газа на извлечение выпавшего конденсата / Р. М. Тер-Саркисов // Сб.: Вопросы разраб. и экспл. газ. месторожд. Западной Сибири. – М.: ВНИИгаз. – 1982. – С. 141-147.

19 Тер-Саркисов Р. М. Исследование смешивающегося вытеснения флюида из неоднородного пласта / Р. М. Тер-Саркисов, В. А. Николаев, С. Г. Рассохин [и др.] // Газовая промышленность. – 1993. – № 1. – С. 28-29.

20 Тер-Саркисов Р. М. Новая концепция воздействия на газоконденсатную залежь /

Р. М. Тер-Саркисов // Газовая промышленность. – 1997. – № 6. – С. 16-18.

21 Тер-Саркисов Р.М. Использование обогащенного газа для повышения конденсатотдачи / Р.М. Тер-Саркисов // Газовая промышленность. – 1982. – № 10. – С. 26-28.

22 Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатотдачи) / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, О. Ф. Андреев [и др.]. – М.: ВНИИгаз, 1987. – 106 с.

23 Юдин А. Е. Применение теплового воздействия на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений / А. Е. Юдин,
Г. С. Степанова, А. А. Мосина // Газовая промышленность. – 1992. – № 2. – С. 34-35.

Стаття надійшла до редакційної колегії
03.12.18
Рекомендована до друку
професором ***Тарком Я.Б.***
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук ***Акульшиним О.О.***
(АТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online